

Лекция № 5 СЕТЬ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

В соответствии с иерархией диспетчерского управления оперативные информационно-управляющие комплексы диспетчерских пунктов энергообъединений, энергосистем и ПЭС связаны между собой и с энергообъектами (электростанциями, подстанциями) ведомственной системой сбора и передачи информации (ССПИ), которая включает в себя первичную сеть и группу вторичных сетей.

Первичная сеть содержит собственно каналы связи и коммутационную технику (АТС):

ведомственные телефонные каналы, иерархически связывающие диспетчерские телефонные коммутаторы, а также АТС ЦДУ, ОДУ и энергосистем; на уровне ЦДУ—ОДУ—ЭЭС это главным образом каналы, арендуемые у Госкомсвязи России, а на уровне ЭЭС—ПЭС—энергообъекты это собственные каналы;

междугородные телефонные каналы общего назначения, доступ к которым осуществляется за счет связи между АТС диспетчерских пунктов и телефонных станций соответствующих городов;

междугородные телефонные каналы общего назначения.

На базе каналов связи первичных сетей с помощью соответствующего оконечного оборудования организованы вторичные сети:

- телеинформационная сеть (ТИС);
- сеть диспетчерских телефонных переговоров (СДТИ),
- сеть телефонных переговоров технологического персонала диспетчерских пунктов (СТП),
- есть передачи оперативно-технологической информации (СПО ТИ);
- электронная почта «Электра»;
- сеть автоматизированной системы контроля и управления электропотреблением (АСКУЭ).

Телеинформационная сеть (ТИС) предназначена для автоматического обмена телеинформацией (телеизмерениями (ТИ), телесигналами (ТС), командами телеуправления (ТУ) и телерегулирования (ТР)) между устройствами телемеханики (УТМ), установленными на энергообъектах, и центральными приемопередающими станциями (ЦППС) ОИУК, установленными на диспетчерских пунктах (ДП), а также для обмена ТИ, ТС, ТУ, ТР, псевдоизмерениями (ПИ), оперативной цифробуквенной информацией (ЦБИ) между ЦППС диспетчерских пунктов разных уровней управления.

Эта информация обеспечивает функционирование подсистем АСДУ: SCADA, АРЧМ и противоаварийной автоматики. Передача информации осуществляется со скоростью 50—300 бит/с по некоммутируемым, как

правило дублированным, каналам образованным путем уплотнения частотного спектра телефонных каналов ведомственной сети. В качестве оконечных устройств на энергообъектах установлены разнообразные УТМ, как правило аппаратного Типа, с различными протоколами обмена данными.

Обмен данными между центральными приемопередающими станциями унифицирован (протокол «АИСТ»): объемы телеинформации, поступающие на диспетчерские пункты ОДУ и крупных энергосистем, составляют 600-1800 ТИ и 1000—2000 ТС, до 30 % этой информации ретранслируется на диспетчерские пункты высшего уровня управления. Основными недостатками существующей телеинформационной сети являются:

- недостаточный объем информации, поступающей с энергообъектов, что препятствует внедрению в ОИУК современных программных средств оперативного контроля и управления;

- значительное количество устаревших устройств телемеханики, требующих замены;

- использование низкоскоростных каналов, что приводит к ограничению объема передаваемой телеинформации, увеличению времени запаздывания, возрастанию динамической погрешности на всех уровнях управления, неэффективности использования более современных протоколов передачи и др.

С учетом указанных недостатков основными направлениями развития ТИС являются:

- 1) Развитие телеинформационной сети ЕЭС России для обеспечения полноценной наблюдаемости электрической сети за счет дополнительных объемов ТИ, ТС и замена устаревших устройств телемеханики на энергообъектах современными;

- 2) Замена устаревших устройств телемеханики современными микропроцессорными системами с программируемыми функциями, с более высоким классом точности, как правило, сетевой структуры, желательно с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока (ТТ) и напряжения (ТН).

При замене может быть рекомендована выпускаемая в настоящее время аппаратура: ГРАНИТ (ПО «Промавтоматика», г. Житомир) — для ЭЭС, уже использующих эту аппаратуру на своих энергообъектах; МПТК (завод Электропульт, г. С.-Петербург); КОМПАС ТМ 1.0 (АО «Краснодарский ЗИП»); SCADA-Ex (ЕЛКОМТЕХ, Польша), а также аппаратура, готовящаяся к выпуску: КОМПАС ТМ 2.0 (АОЗТ «ЮГ-ИСТЕМА», АО «Краснодарский ЗИП»); SMART-EI (АО «RT SOFT», г. Москва); СПРИНТ (ПО «Промавтоматика», г. Житомир); КП СИСТЭЛ (АО «СИСТЭЛ», г. Москва); КВАРЦ (УЭМЗ, г. Екатеринбург); аппаратура

телемеханики (RTU) ведущих западных фирм, например АBB, Siemens и др.

3) Отечественная и зарубежная аппаратура должна быть сертифицирована. Новые системы должны предусматривать возможность функции местного (АСУТП) и удаленного (УТМ) контроля, а также функций АСКУЭ;

4) обеспечение увеличения скоростей передачи телеинформации за счет выделения для ТИС двух полных некоммутируемых телефонных каналов. С учетом необходимых объемов телеинформации и времени ее доставки скорости передачи должны достигать:

- на уровне энергообъект—ДП ЭЭС — 1200- 2400 бит/с;

- на уровне ДП ЭЭС — ДП ОДУ — 2400—4800 бит/с;

- на уровне ДП ОДУ — ДП ЦДУ — 4800—9600 бит/с.

Вторичные сети СДТП, СТТП и СПОТИ используют оставшуюся часть частотного спектра (300—2400 Гц) телефонных каналов ведомственной сети. При этом абоненты СДТП (диспетчерский персонал) обладают преимущественным правом захвата канала по сравнению с абонентами СТТП и СПОТИ. Оконечным оборудованием СДТП являются диспетчерские телефонные коммутаторы, обеспечивающие связь между диспетчерами разных ДП без набора номера (нажатием соответствующих кнопок или тумблеров). Абоненты СТТП и СПОТИ связываются между собой через АТС ДП, набирая сокращенный номер.

Оконечным оборудованием СПОТИ являются коммуникационные серверы, включенные в локальную сеть и оснащенные модемами различных типов и телеграфными адаптерами.

Комбинированное использование каналов сети для ТИС, СДТП, СТТП и СПОТИ, вызванное стремлением сократить затраты на создание и аренду каналов, имеет ряд недостатков, определяемых уплотнением каналов (сужением частотной полосы). Применение уплотненных каналов для речевых сообщений (СДТП, СТТП) приводит к снижению качества речи, а для передачи данных — к снижению скорости передачи. Кроме того, комбинированное использование каналов замедляет процедуру организации связи из-за конкуренции между абонентами различных вторичных сетей. Существенным недостатком, снижающим надежность и оперативность организации обмена данными в СПОТИ, является применение на многих ДП устаревших релейно-аналоговых АТС. Основными направлениями развития СДТП, СТТП и СПОТИ являются:

1) для СДТП и СТТП — использование на всех уровнях управления не менее двух неуплотненных коммутируемых телефонных каналов, а также постепенная замена устаревших релейно-аналоговых диспетчерских телефонных коммутаторов современными электронными;

2) для СПОТИ — выделение не менее одного неуплотненного некоммутируемого телефонного канала с возможностью его резервирования каналами СДТП, СТТП, а также телеграфными каналами. Необходимость такого решения диктуется возрастающим объемом информации.

Электронная почта «Электра», созданная ГВЦ электроэнергетики РАО «ЮС России» и предназначенная для обмена производственно-хозяйственной и организационно-экономической информацией между предприятиями и организациями РАО «ЕЭС России» и АО-энерго в рамках АСДУ используется для передачи нерегламентированной информации (служебная переписка, различные отчеты, информационные сообщения и т.п.). Для этой цели в ЦДУ и большинстве АО-энерго установлены почтовые ПЭВМ (узлы или абонентные пункты), включенные в локальные сети ОИУК ДП. Почта «Электра» базируется преимущественно на междугородней сети общего назначения, первичной сети ИСКРА-2, отдельных коммутируемых и некоммутируемых каналах, арендуемых узлом связи РАО, а также частично использует каналы ведомственной сети.

В принципе почта «Электра») может быть использована и для передачи оперативно-технологической информации, что и имеет место в отдельных регионах, как резерв или альтернатива СПОТИ.

Сеть АСКУЭ предназначена для передачи данных коммерческого учета — параметров баланса мощности и энергии субъектов оптового рынка (ОРЭМ). В общем случае эти параметры представляют собой средне получасовые значения активной мощности, а также суммарные значения электроэнергии за сутки. Система сбора данных АСКУЭ представляет собой иерархическую структуру, на нижнем уровне которой находятся энергообъекты (электростанции, подстанции). Комплекс технических средств АСКУЭ на энергообъекте включает в себя:

- счетчики электроэнергии (электронные или индукционные, дополненные датчиками импульсов), подключенные к контролируемым присоединениям;
- один или несколько контроллеров-кодеров, обеспечивающих автоматический сбор информации от счетчиков, ее обработку и хранение, подготовку файла данных для передачи на следующий уровень управления предприятие энергонадзора и (или) на ДП ЭЭС (для энергообъектов РАО — на ДП соответствующего ОДУ).

На ДП ЭЭС устанавливается ПЭВМ АСКУЭ, оснащенная одним или несколькими модемами, позволяющими через АТС связываться с объектными контроллерами в основном по телефонным каналам. Программное обеспечение ПЭВМ АСКУЭ позволяет автоматически или по запросу осуществлять считывание информации с объектных

контроллеров, формирование базы данных, необходимый расчет суммарных параметров, отображение на мониторе и печать.

С 1994 г. проводится оснащение энергообъектов ЭЭС системами коммерческого учета (счетчиками, контроллерами). По состоянию на 1998 г. системы были установлены на 82 подстанциях для организации учета межгосударственных перетоков, на 20 электростанциях и 50 ПС РАО, а также на ряде объектов ЛО-энерго. Внедрение этих систем позволит организовать учет межгосударственных перетоков (баланса ЭЭС России), балансов ОЭС, балансов энергообъектов РАО, балансов АО-энерго.

В качестве основных платформ в АСКУЭ используются системы Лан-дис и Гир (межгосударственные перетоки), Шлюмберже-Гантд (объекты РАО, балансы ОЭС), отечественные системы ТОК-С. В некоторых ЭЭС используется менее совершенное оборудование. ИИСЭ, Т-5000 и др. Сбор информации от этих систем может осуществляться по коммутируемым и некоммутируемым телефонным каналам со скоростью от 300 до 9600 бит/с. Практически для сбора этой информации используются те же каналы ведомственной первичной сети, что и для вторичных сетей СДТП, СТПИ, СПОТИ. При этом из-за сужения частотного спектра канала эффективная скорость передачи данных, как правило, не превышает 300 бит/с. Требования к сети АСКУЭ зависят от технологического подхода к цикличности поступления и обработки информации по АСКУЭ:

- ежесуточный сбор и обработка информации;
- сбор и обработка информации с циклом 30—60 мин.

В первом варианте может быть сохранена существующая сеть АСКУЭ с использованием коммутируемых телефонных каналов.

Естественно, эти каналы должны быть связаны со всеми энергообъектами, оснащенными системами коммерческого учета. При этом целесообразно осуществлять передачу информации в ночное время, когда каналы практически не загружены как на уровне энергообъект—ЭЭС, так и на более высоких уровнях. Передачу информации от энергообъектов с большим количеством параметров учета следует организовать с использованием модемов, обеспечивающих высокую скорость передачи.

Во втором варианте для АСКУЭ необходимо организовать некоммутируемые каналы по крайней мере на уровне энергообъект—ЭЭС.

Требования к развитию первичной сети ССПИ.

Основной идеей развития ССПИ является постепенный («сверху вниз») отказ от использования уплотнения телефонных каналов с выделением для ТИС полных некоммутируемых телефонных каналов.

Создание и развитие сети ЛСКУЭ рассмотрено в двух вариантах:

- АСКУЭ-1 (сбор данных с циклом 1 сут) — на уровне энергообъект — ЭЭС данные передаются по коммутируемым телефонным каналам, используемым и для СДТП, СТТП, электронной почты; на уровнях АО-энерго;

- ОДУ — ЦДУ в рамках СПОТИ - по некоммутируемым каналам;

- АСКУЭ-2 (сбор данных с циклом 30-60 мин) - на уровне энергообъект— АО-энерго данные передаются по некоммутируемым каналам, а далее — в рамках СПОТИ. Для АСКУЭ-2 возможен и вариант использования сети ТИС (после перевода ТИС на полные телефонные каналы и замены аппаратных КП телемеханики программируемыми контроллерами, а также после соответствующих программных доработок SCADA).

Способы реализации приведенных выше требований изложены в концепции развития единой сети связи отрасли, предусматривающей широкую гамму мероприятий, в том числе:

- создание спутниковой сети;

- развитие волоконно-оптических сетей по линиям электропередачи;

- развитие высокочастотных (ВЧ) канатов связи по линиям электропередачи;

- постепенная замена аналоговых АТС цифровыми.

Очевидно, эти мероприятия позволят не только реализовать требования, предъявленные вторичными сетями, но и создать предпосылки к их дальнейшему совершенствованию.

Процесс цифровизации сети связи на основе волоконно-оптических и спутниковых каналов уже начался.